УДК 550.831.05 (571.1)

СЕЙСМОМОРФОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ КАРТИРОВАНИИ ВЫСОКОЁМКИХ КОЛЛЕКТОРОВ. I. КЛАССИФИКАЦИЯ МОРФОФОРМ, ОТРАЖЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОГО ТИПА КОЛЛЕКТОРА В ПАЛЕОРЕЛЬЕФЕ

В.Н. Устинова, В.Г. Устинов

Томский государственный университет
E-mail: ustinova@ggf.tsu.ru

Современные системы наблюдений и методы интерпретации в сейсморазведке открывают новые возможности для геолого-тектонического истолкования сейсмоданных. Сейсмоморфологическая интерпретация погоризонтных структурных карт пространственной сейсморазведки при этом есть основа для совершенствования сейсмофациальных реконструкций, позволяет повысить качество прогнозов зонального распространения высокоёмких коллекторов.

В настоящее время в нефтяной геологии важное место занимают методы литолого-фациальной и структурно-тектонической интерпретации. Получили широкое распространение методы литолого-фациального истолкования по кривым электрического каротажа, палеофациальных реконструкций по энергетическим и амплитудным параметрам сейсмических отражений. Меньше внимания уделяется собственно сейсмическим структурным поверхностям. Фации, тектонические особенности формирования структур контрастно проявляются в форме палеорельефа, изучение и анализ которого позволяет получать новую, уникальную информацию не только о форме поднятия, но о наличии на поднятии систем нарушений, трещиноватости, этапности их образования и развития, роли в формировании песчаного коллектора и заложении высокопроницаемых зон. Морфология палеоповерхности, её структурно-тектонические характеристики – есть основа для изучения особенностей исторического развития, генезиса, фациальной составленности рельефа.

Применение на этапах геологической интерпретации данных сейсморазведки методов структурно-морфологической интерпретации становится всё более актуальным в связи с широким внедрением в практику работ 3D-сейсморазведки. Погоризонтные структурные карты – источник знаний не только о параметрах погребённого рельефа, но и о его возрастной изменчивости. В погоризонтных морфоповерхностях, в хронологической изменчивости типа рельефа запечатлена история его формирования, образования составляющих структурное поднятие фаций. Осмысление закономерностей формирования рельефа возможно через изучение характера сочетания структурных линий, их вергентности. Понимание взаимодействия и пространственного распределения на структурных поднятиях, включающих нефтегазоносные коллекторы, вертикальных и горизонтальных напряжений, способствующих деформации поднятия, возникновению зон наиболее интенсивного роста (на разных этапах осадконакопления), зон сжатия и растяжения, обуславливающих структуру мозаичного сочетания сегментов повышенных и пониженных напряжений, возможно в условиях высокоточных реконструкций погоризонтных структурных карт.

Геодинамический анализ погоризонтных сейсмических карт позволяет выделять на поднятии для изучаемого нефтегазоносного объекта зоны различной степени и типа деформированности. Скопления углеводородов на поднятиях концентрируются существенно в зонах сжатия, в обрамлении которых выявляются локальные зоны разуплотнения ("декомпрессии" по Ю.А. Морозову [1]). Согласно исследованиям В.Я. Воробьёва с соавторами [2], нефтегазонасыщенные коллекторы регионально связаны с участками сжатия (часто обусловлены наличием сжимающих напряжений в боковых частях крупных отрицательных структур). Локально, как показывает опыт изучения авторами статьи особенностей строения коллекторов нефтегазовых месторождений территории Томской области, нефтегазонасыщение проявляется также на участках "компакции" вещества, отвечает интервалам "компрессионного сжатия" [1], а максимально нефтегазонасыщенными являются ячеи коллекторов в узлах пересечения трещин в зонах сжатия. Как это может быть обнаружено?

Контрастное распределение аномалий напряжённо-деформированного состояния обнаруживается в развитии и особенностях проявления в пределах поднятий систем тектонических трещин. Тектоническая трещиноватость на временных сейсмических разрезах, на структурных картах выявляется по разному. Проявленность систем трещин и ассоциированных в них напряжений: сжатия или растяжения, в рельефе поверхности (палеоповерхности) зависит от формы поднятия [3]. Форма нефтегазонасыщенной структуры во всех её особенностях сочетания сегментов может быть восстановлена по данным сейсморазведки. Причём степень достоверности построений, а, значит, и восстановления тектонической трещиноватости возрастают на разведочном и промысловых этапах изучения месторождения, когда рельеф уточнён по данным всех имеющихся скважин. Начиная с анализа рельефа, следует прибегнуть к разработанным для форм рельефа классификациям. Рельеф классифицируется по морфологическим, ландшафтно-геологическим, тектоническим и др. признакам. Классификационные схемы рельефа, нашедшие применение при решении историко-геологических, геотектонических

Таблица. *Типизация структур II и III порядков по кровле верхней юры юго-восточной периферии Западно-Сибирской плиты*

МЛ	СВР	ЮЧ	ВК	КЕ	БЯ	МС	Ш	ЛКП	МД	СЛ
С	ЛЯ	ТГ	СВ	ПЛ	ПМ	СРВ	ЛЯ	НВВ	Л	ПЛ
ЮМ СБ	ТБ К	ДВ ЮМС	СТ Ю	ВР НЯ	СК УР	ОЛ КТ	ГЯ ККП	ГЯКП ЛВ	КЛ НТ	ГР ОД

Поднятия II и III порядков: ЛКП – Ледовое куполовидное поднятие (к.п.), МД – Мыльджинское, МС – Моисеевское, ПМ – Первомайское, Л – Лугинецкое, НВВ – Нововасюганский вал, СРВ – Средневасюганское, БЯ – Белоярское, ПЛ – Полуденное, СВ – Северо-Васюганское, СБ – Соболиное, ГЯКП – Горелоярское к.п., ККП – Карандашовское к.п., ТГ – Тагайское, ЛЯ – Лосиноярское, УР – Урманское, МЛ – Малореченское, ВР – Вартовское, НЯ – Нань-Яхское, НТ – Нижнетабаганское, К – Калиновое, С – Соснинское, ЮЧ – Южно-Черемшанское, ТБ – Тамбаевское, КЕ – Киев-Еганское, ОД – Ондатровое, ПЛ – Полонское, ДВ – Двойное, ВК – Верхне-Комбарское, СТ – Столбовое, Ю – Юганское, ЮМС – Южно-Моисеевское, ЮМ – Южно-Мыльджинское, СК – Северо-Калиновое, ОЛ – Оленье, КТ – Катыльгинское, ГЯ – Горело-Ярское, Ш – Шудельское, ГР – Герасимовское, СЛ – Северо-Ледовое, КЛ – Колонковое, ЛВ – Лиственное

задач, предложены Н.А. Флоренсовым, И.П. Герасимовым, Д.А. Тимофеевым и др.

Сложность взаимодействия многих рельефообразующих факторов и, в тоже время, наличие типичных, устойчивых форм рельефа, обусловленных "латентной дискретностью" [4–7] поверхностных "геоявлений" [4], приводит к появлению устойчивых рисунков в сочетании элементов рельефа. Устойчивость, повторяемость форм рельефа создаёт предпосылки для разработки его классификаций. В настоящее время наметились тенденции к созданию универсальной классификации, которая по образному выражению А.Н. Ласточкина, по степени значимости может быть приравнена к "открытию века". Однако, зачастую, разрабатываемые классификации тесно связаны с задачами исследований, имеют тектоническую, литологическую или иного рода зависимость. Менее зависимы от природы классифицируемых объектов структурно-геометрические классификации. В этих классификационных схемах, как главные компоненты, выделяются два основных класса структур – линейно-вытянутые и изометричные формы. Подклассы в разных системах классификации могут содержать значительное число типовых форм: 15–18 в каждой основной подгруппе (изометричные, линейные, по Д.А. Тимофееву); 33 типа локальных проявлений (по А.Н. Ласточкину [6]), из пяти подтипов структурных форм классификации В.Д. Наливкина [8] для нефтегазоносных структур. Эти классификации показывают наличие в формах проявления рельефа некой универсальности и с успехом могут использоваться и используются при решении структурно-тектонических задач. И, в то же время, нефтегазоносные формации содержат ограниченное число основных литологических разностей в ритмически построенных толщах. Поэтому, на наш взгляд, классификация палеоформ рельефа в осадочных отложениях, при решении нефтегазовых задач, должна исчерпываться небольшим количеством прототипов, иметь геометрическую основу, в том числе, достаточно наглядно характеризовать облик проявления нарушений на поднятиях, особенности и характер проявленности в рельефе (включая историческую последовательность их развития) рельефообразующих фациальных комплексов. Основным материалом для разработки классификации послужили структурные карты по отражающему горизонту IIа для юго-востока Западно-Сибирской равнины – карта под редакцией В.М. Тищенко (масштаба 1:1000000, 1992 г.) и детальные структурные карты для месторождений Томской области масштабов 1: 25000, 1:50000.

Разработанная авторами классификация морфоформ, созданная в ходе систематизации представлений о плановом облике нефтегазоносных структур (таблица), состоит из 11 основных типовых форм. Настоящая классификация возникла как результат анализа рисунка пространственного облика рельефа в различные фазы формирования седиментационных циклитов [9]. Типовые формы дополняют друг друга в пространственном следовании однопорядковых форм рельефа. Все типовые формы выявляются в облике каждой структуры, при наличии в конкретной структуре преобладающего (из 11 основных форм) облика.

Типовое распределение (сочетание структурных линий) элементов рельефа, по мнению авторов статьи, есть результат взаимодействия упругих деформаций среды в условиях замкнутых оболочек сферической поверхности с формированием упругих стоячих волн ограниченного диапазона пространственных частот, сопоставимых по размеру с мощностью оболочек. Согласно разработкам А.А. Локтюшина [10], эти волны могут возникать в ходе взаимодействия встречных колебаний близкого частотного диапазона с образованием пространственных фигур Лиссажу.

Образующиеся на поверхности стоячие волны имеют узлы, стяжения, ослабленные зоны. Возникающие деформации сжатия и растяжения формируют сложную мозаичную структуру. Предпочтение, избирательность форм проявляется как в типовом облике структуры, так и в избирательности фациального типа формирующегося на поднятии песчаного пласта. Например, сигмоидный облик структур выявляется в каждой структуре (таблица), но наиболее контрастно проявляется в облике структур третьего порядка Северо-Васюганского, Столбового, Верхне-Комбарского месторождений (таблица, тип 4). Двухполюсный характер в сочетании структурных форм (таблица, тип 4) отражает, в первую очередь, дополнение на структуре напряжений сжатия и растяжения, так как максимальному положительному напряжению всегда соответствует (в полуволновом диапазоне) отрицательное. В полях напряжений пространственное дополнение [11] проявляется в сочетании сигмоидного облика зон влияния транспрессии и транстенсии [12, 13] (зачастую, в периферических по отношению к рифтовым структурам зонах) [2]. Так, например, сдвиговые тектонические напряжения в бортовом обрамлении Колтогорско-Уренгойского, Чузикского, Усть-Тымского рифтов, преобладавшие на этапах их заложения и развития, оказали определённое влияние на условия формирования коллекторов на ряде месторождений, проявились, в том числе, в форме нефтегазонасыщенных ячей (рис. 1). По облику проявления фаций в рельефе они согласуются с береговыми, устьевыми баровыми постройками береговой зоны осадконакопления. Например, на рис. 1, характеризующем нефтегазонасыщение продуктивного пласта горизонта $Ю_1$ Малореченского месторождения, пространственное распространение пласта имеет сигмоидный облик. Геометрический образ нефтегазонасыщенной части продуктивного пласта позволяет предположить его формирование в дистальной части дельты. Распределение преобладающих тектонических напряжений, проявляющихся в рисунке зонального распространения пласта – широтного и меридионального направления, определяли рост поднятия, формирование эрозионных

систем. На пересечении активных деформирующих напряжений сформировались повышенные мощности коллектора (скв. 230, 247, 101, 103).



Рис. 1. *Характер нефтенасыщения одного из продуктивных пластов горизонта $Ю_1$ Малореченского месторождения: 1) параметр нефтенасыщения по материалам ОАО ТомскНИПИнефть, 2) скважины глубокого бурения; 3) диаграммы суточной добычи нефти; 4) внутренний и внешний контуры нефтенасыщения*

Трёхзональный характер в сочетании структурных элементов рельефа (таблица, тип 11, 5) в палеобереговых фациальных обстановках часто характеризует дельтовые комплексы. Трёхзональный облик структуры и распределение основных тектонических напряжений на поднятии, контрастно проявляется в полутоновых (а также теневых) рисунках сейсмической структурной поверхности по горизонту IIa Крапивинского месторождения (рис. 2). Здесь в рельефе палеоповерхности отражается палеообстановка, возможно, преобладавшая на нескольких этапах формирования песчаных отложений. Анализ основных ориентировок тектонических напряжений на поднятии (контрастно проявившихся в теневом изображении рельефа, рис. 2, *г*) показал, что определяющими для структурного плана были меридиональные и юго-западного простирания системы тектонических трещин. В ориентировке палеорусла, каналов, рукавов (рис. 2, *в*), выявляется, как основная, широтная тенденция простирания, рукава имеют, в том числе, северо-восточную ориентировку. Простирание гребневых структурных линий, приуроченных к зонам сжатия на поднятии, характеризует мобильные участки поверхности, позволяет, с учётом плотности систем нарушений (тектонической трещиноватости), выявить в сводовой части структуры сегменты с аномальными приращениями отметок поверхности, элементы рельефа с высокой степенью деструкции в песчаниках, зачастую, отвечающие участкам увеличения ширины эрозионных форм рельефа и, соответственно (наиболее вероятно), – высокой мощности песчаных отложений в коллекторе.

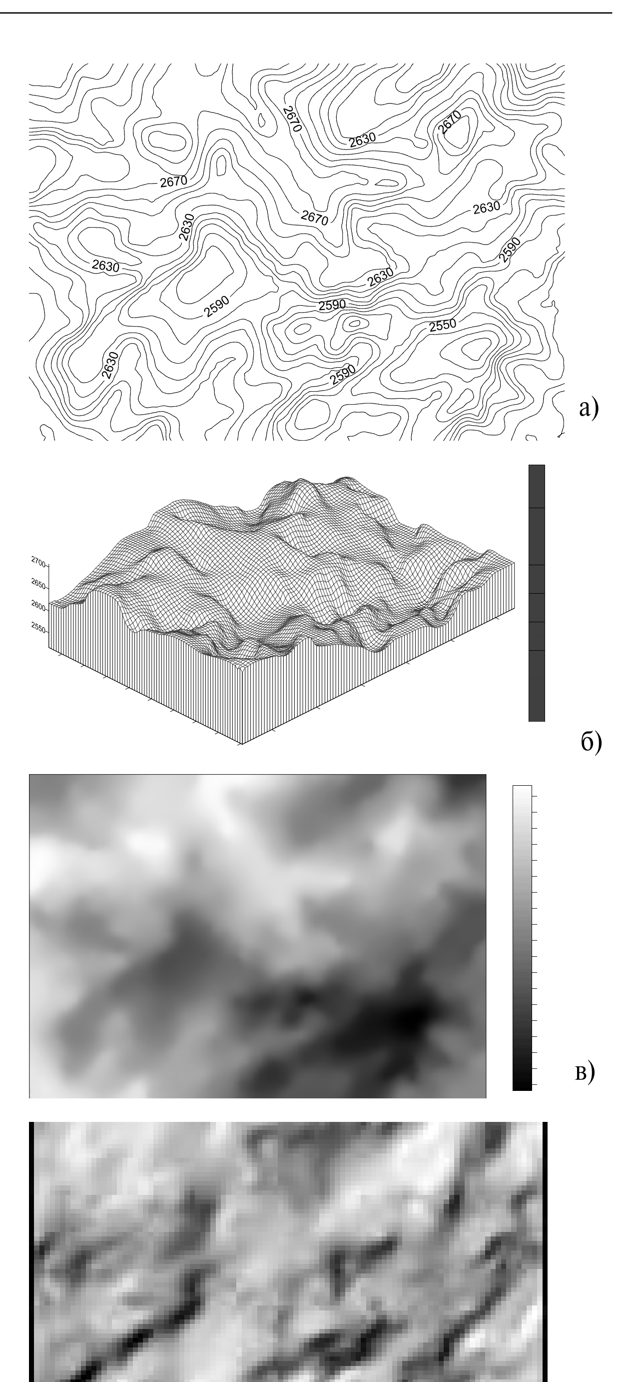


Рис. 2. *Крапивинское месторождение нефти: а) изоклинальное, б) аксонометрическое обращённого рельефа, глубина в м, в) полутоновое и г) теневое изображение рельефа палеоповерхности по отражающему горизонту IIa с использованием структурных построений А.Ф. Глебова*

С чем же связаны проявления в рельефе изменений мощности песчаных отложений и их фациального облика? Региональные тенденции в латеральном распространении песчаных фаций юры выявляются в том, что в лейасе и нижнем доггере песчаные отложения формировались преимущественно в

аллювиальных системах и приурочены к глубоким впадинам. В доггере преобладающими были склоновые фации. Они в повышенных мощностях накопились в периферических частях структур первого порядка. В малыме повышенные мощности песчаных фаций не редки близ структур третьего порядка, часто в их сводах. Кроме этой региональной тенденции в пространственном распространении песчаных отложений выявляется связь их зонального местоположения с локальными поднятиями. Эта особенность наиболее ярко проявляется для прибрежно-морских фаций верхней юры (рис. 3). Даже визуальный анализ рис. 3 позволяет выявить в палеорельефе (структурная поверхность по кровле верхнеюрских отложений Сургутского свода) ряд палеообстановок разветвлённого дельтового комплекса. В центральной части рисунка – это палеорусло (таблица, тип 2, 5, 9, 11), в западной – береговые и периферические бары собственно дельтового комплекса (таблица, тип 1, 6, 7, 8, 10) и в крайней западной части – палеообстановки подводных конусов выноса (таблица, тип 3, 4, 7, 9).

Почему палеообстановки, условия формирования песчаных отложений так контрастно проявляются в рельефе палеоповерхности? Кроме непосредственной связи зонального местоположения песчаных отложений с формой локального поднятия, есть некоторые методические особенности сейсморазведки, которые способствуют контрастному проявлению на структурных сейсмических картах в виде палеорельефа зон повышенной мощности песчаных отложений. Структурная поверхность есть результат её прослеживания по максимумам сейсмического импульса отражённой волны. В полном периоде отраженного сигнала, при преобладающей видимой частоте 25...30 Гц, проявляется мощность толщи терригенных отложений порядка 40...50 м и более. На форму сигнала и его интенсивность существенное влияние оказывает мощность песчаных отложений (суммарная мощность песчаников в мезоциклитах юры может составлять 30...50 % от общей мощности пачки). Песчаники характеризуются значительно большими величинами скорости и контрастно проявляются на низких частотах (5...20 Гц) сейсмического сигнала. Результаты сейсмического моделирования показывают, что песчаники при мощностях в пачке более 20 м проявляются на структурных картах в виде слабого положительного рельефа. Даже при корректировке сейсмической структурной поверхности с учётом имеющихся сведений о глубинах по скважинным данным, влияние мощности песчаных отложений должно быть сильным и отражаться в рельефе.

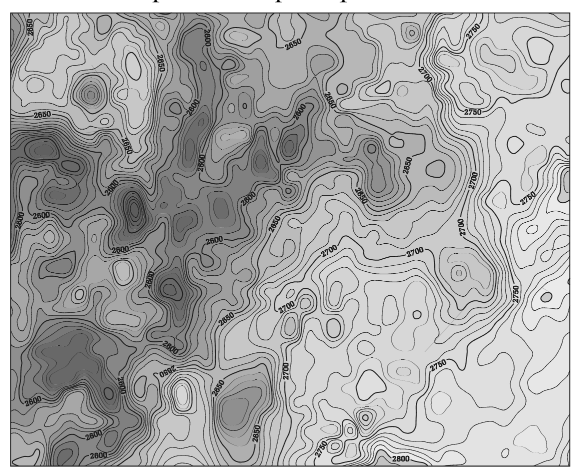


Рис. 3. *Структурная карта по кровле верхнеюрских отложений, Сургутский свод*

Так, рельеф, форма рельефа и, особенно, сейсмический рельеф позволяет судить о палеообстановках формирования песчаных отложений, может стать важным критерием при оценке фациальной принадлежности песчаных отложений, прогнозе зон развития и нефтегазонасыщения коллекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Морозов Ю.А. Компрессионно-декомпрессионная модель структурообразования в Земной коре // Структурные исследования кристаллических образований. – С-Пб.: Изд-во ИГГД РАН, 1994. – С. 12–14.
2. Воробьёв В.Я., Огаджанов В.А., Соломин С.В. Связь геодинамики и напряжённого состояния земной коры Восточно-Европейской платформы с нефтегазоносностью // Геофизика. – 1999. – № 4. – С. 52–56.
3. Кинг Л. Морфология Земли / Под ред. И.П. Герасимова. – М.: Мир, 1962.
4. Ласточкин А.Н. Функционально-динамическое доопределение элементов земной поверхности и ладшафтно-экологического пространства // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2000. – Вып. 1. – Сер. 7. – С. 45–56.
5. Ласточкин А.Н. Методика и результаты конструирования общей теории геосистем. I. Универсальная элементная база для геоявлений разной природы // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2001. – Вып. 1. – Сер. 7. – С. 48–57.
6. Ласточкин А.Н. Методика и результаты конструирования общей теории геосистем. II. Единые законы композиции геоявлений // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2001. – Вып. 2. – Сер. 7. – С. 79–95.
7. Плюснин К.П. Методика изучения тектонических структур складчатых поясов. – Свердловск: Изд-во УГИ, 1971. – 80 с.
8. Наливкин В.Д., Аристова Т.Б., Евсеева Т.П. и др. Ритмичность нефтегазонакопления // Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов. – М.: Наука, 1977. – С. 3–6.
9. Устинова В.Н. Тектонические и флюидодинамические особенности формирования и разрушения залежей углеводородов в отложениях мезозоя Западно-Сибирской плиты. – Деп. в ВИНИТИ. – № 2343-В2001. – 2002. – 217 с.
10. Локтюшин А.А. Экология. Структура и морфология. – Деп. в ВИНИТИ – № 2410-В99. – 1999. – 314 с.
11. Арманд А.Д. Иерархия информационных структур мира // Вестник РАН. – 2001. – Т. 71. – № 9. – С. 797–805.
12. Морозов Ю.А. Структурная роль транспрессии и транстенсии // Геотектоника. – 2001. – № 6. – С. 3–24.
13. Копп М.Л. Новейшие деформации Скифской и юга Восточно-Европейской платформ как результат давления Аравийской плиты // Геотектоника. – 2000. – № 2. – С. 26–41.